

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и инженерной экологии

(наименование института полностью)

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

(наименование кафедры)

18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии

(код и наименование направления подготовки, специальности)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Предложение технических решений для очистки нефти
Байтуганского месторождения ООО «БайТекс» от сероводорода

Студент

А.Р. Мингазова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю.Н. Шевченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

С.В. Афанасьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Н.В. Яценко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой к.п.н., доцент М.В. Кравцова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«_____» _____ 2018г.

Тольятти 2018

Аннотация

Бакалаврскую работу выполнила: Мингазова А.Р.

Тема работы: Предложение технических решений для очистки нефти Байтуганского месторождения ООО «БайТекс» от сероводорода.

Научный руководитель: Шевченко Ю.Н.

Целью бакалаврской работы является повышение качества товарной нефти по массовой доле сероводорода, за счёт разработки нейтрализатора (поглотителя), с минимальными затратами и высокой эффективностью.

Объектом исследования является рассмотрение методов очистки сероводородсодержащих нефтей на установке подготовки нефти Байтуганского месторождения и их эффективность.

В процессе работы рассмотрена установка подготовки нефти с повышенным содержанием сероводорода.

Объём дипломной работы 61 страниц, на которых размещены 8 рисунка и 7 таблиц, список из 57 литературных источников, включающий 6 зарубежных источника и 3 приложений.

Данная дипломная работа посвящена проблематике высокого содержания сероводорода в нефти, которое несёт за собой коррозионно-агрессивные последствия. В дипломной работе описаны способы (химический, физический и комбинированный) с помощью которых можно избавляться от сероводорода и благодаря этому повысить качество сырья.

Кроме того, были проанализированы действующие патенты в данной области. В результате изучения действующего физического метода очистки нефти от сероводорода на Байтуганском УПН, выявлены недостатки по многим показателям.

Результаты исследования показывают, что химический метод оказал положительное влияние на пробу нефти, нейтрализовав сероводород.

Abstract

The title of the graduation work is the Proposal of Technical Solutions for Cleaning Baitugansk Oil of BaiTex LLC from hydrogen sulphide.

The object of the graduation work to consider the methodological aspects of purifying hydrogen sulfide-containing oils at the Baitugansk oil treatment facility and their effectiveness.

This graduation work deals with the improvement of commercial oil quality by the mass fraction of hydrogen sulphide, by developing a neutralizer (absorber), with minimal costs and high efficiency.

In the process of work, an oil treatment workshop with an increased content of hydrogen sulphide is considered.

The graduation work consists of an explanatory note on 61 pages, an introduction, including 8 figures, 7 tables, the list of 57 references including 6 foreign sources and 3 appendices.

This work is devoted to the problem of high content of hydrogen sulphide in oil, which carries with it corrosive-aggressive consequences. The graduation work describes methods (chemical, physical and combined) with which you can get rid of hydrogen sulphide and thereby improve the quality of raw materials.

In addition, the existing patents in the field were analyzed. As a result of studying the current physical method for oil cleaning from hydrogen sulphide at the Baytugansk oil treatment plant, shortcomings in many indicators have been identified.

The results of the study show that the chemical method had a positive effect on the oil sample, neutralizing hydrogen sulphide.

Перечень принятых сокращений

АВР – аппарат с вертикальными контактными решётками

ВК – водяные колодца

ГИС – геофизические исследования скважин

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ДНС – дожимная насосная станция

КФК – карбамидоформальдегидный концентрат

ЛЭП – линии электропередач

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НЛ – нефтеловушка

НСУ – насосная установка

ПАВ – поверхностно - активные вещества

ПДК – предельно допустимая концентрация

ППД – поддержание пластового давления

ПСВ – поглотитель сероводорода

СИКН – системы измерения количества и параметров качества нефти

УПН – установка подготовки нефти

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЦПС – центральный сборный пункт

ШВН – штангово-винтовой насос

ШГН – штангово-глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

Оглавление

Введение	7
Глава 1. Геолого-физическая характеристика Байтуганского месторождения	11
1.1 Общие сведения о районе работ	11
Глава 2. Динамика и состояние разработки Байтуганского месторождения ООО «БайТекс»	14
2.1 Анализ фонда скважин	14
2.2 Сбор и подготовка нефти на Байтуганском месторождении	15
2.3 Современные технологии повышения нефтеотдачи, применяемые на Байтуганском месторождении	22
Глава 3. Повышение качества подготовки сероводородсодержащей нефти Байтуганского месторождения	24
3.1 Обзор методов очистки нефти от сероводорода	24
3.2 Анализ методов очистки нефти от сероводорода	28
3.3 Анализ работы установки по очистки нефти от сероводорода на УПН ООО «БайТекс»	33
3.4 Проведение патентного поиска	34
3.5 Подбор оптимального нейтрализатора (поглотителя) сероводорода	37
3.5.1 Расчёт количества нейтрализатора для УПН ООО «БайТекс»	44
3.5.2 Внедрение современных экологически безопасных технологий	44
3.5.3 Технологическая схема блока и описание технологического процесса	49
Заключение	50
Список используемых источников	52

Приложение А – Принципиальная технологическая схема Байтуганской УПН	59
Приложение Б – Обзорная карта района Байтуганского месторождения	60
Приложение В – Результаты эксперимента	61

Введение

Добываемая нефть, на Байтуганском месторождении состоит из нефтяной эмульсии, газа, мехпримесей и других попутных компонентов, которая должна быть собрана из рассредоточенных на большой территории скважин и подвергнута обработке, как сырьё для получения такой продукции, как товарная нефть, нефтяной газ, а также пластовая и сточная воды, которую можно было бы вновь возвращать в пласт.

Центральные пункты сбора нефти считаются завершающим звеном в любой системе сбора нефти и газа. В любом нефтедобывающем области, обязательно должен находиться один пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды. Сбор должен сопровождаться чётким замером продукции скважин, с целью проектирования эксплуатации скважин, контроля и регулирования разработки месторождения [35].

Получение товарной продукции принято называть подготовкой нефти. Содержащая, такие технологические процессы, как:

- сепарация;
- стабилизация;
- обезвоживание (деэмульсация);
- обессоливание и другие.

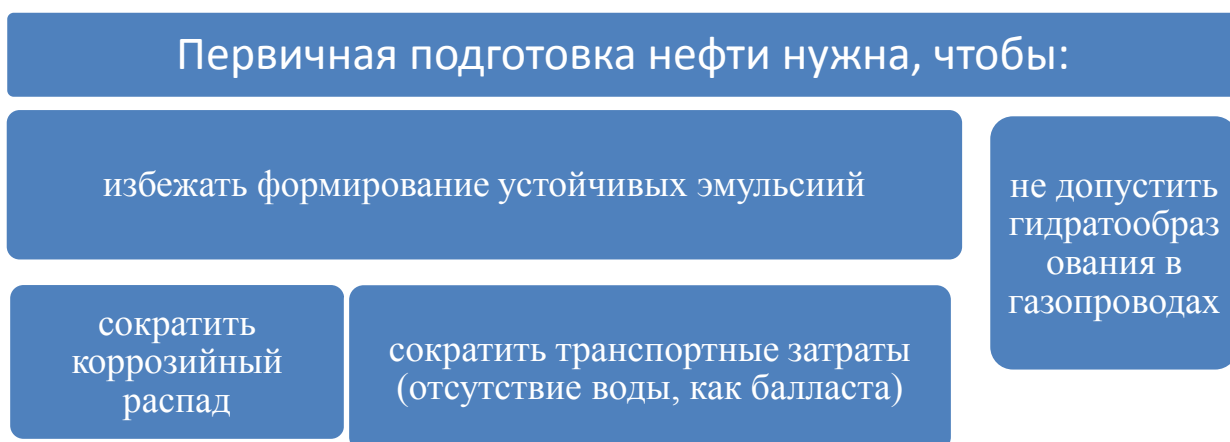


Рисунок 1 – Потребность первичной подготовки нефти

В настоящее время сбор и подготовка нефти совершается не в два последовательно идущих процесса, а общая концепция выше упомянутых технологических процессов, когда сбор совмещается с подготовкой нефти.

Нынешняя система нефти и газа - сбора и подготовки - это сложный комплекс трубопроводов, блочного автоматического оборудования и аппаратов, технологически связанных между собой. Она должна также гарантировать:

- предотвращение потерь нефтяного газа и легких фракций нефти от испарения на всём пути движения и с самого начала разработки [14];
- отсутствие загрязнения окружающей среды, инициированного разливами нефти и воды во время порывов [14];
- надежность и безопасность функционирования каждого звена и системы в целом [14];
- высокие технологические показатели [14].

Дожимные насосные станции предназначаются с целью реализации первой ступени сепарации нефти от газа в целях дальнейшего отдельного транспорта жидкости центробежными насосами, а газ под давлением сепарации. Применяются они в обустройстве месторождений тогда, когда пластовой энергии не хватает для транспорта продукции скважин до ЦПС.

В условиях стремительного развития промышленности, проблемы дальнейшего совершенствования систем промыслового сбора, процессов и аппаратов подготовки нефти, газа и воды крайне важны.

Современная мировая практика эксплуатации нефтяных месторождений характеризуется применением обширного комплекса различных технических и технологических решений и средств добычи сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах.

Одной из важнейших проблем является снижение потерь нефти и газа при сборе и подготовке продукции скважин. Постоянно повышаются требования к качеству подготовки нефти.

По всем направлениям нефтегазодобывающими предприятиями проводится планомерная работа по дальнейшему совершенствованию систем сбора и подготовки нефти и газа, рациональному использованию природных ресурсов, автоматизации производственных процессов.

Байтуганская УПН предназначена для приёма сырой нефти с участка добычи, подготовки её до товарного качества и сдачи товарной нефти потребителям. В 2008 г. был принят новый ГОСТ Р 51585-2002, в котором ужесточились требования к подготовке нефти. По нормам ГОСТ товарная нефть Байтуганской УПН соответствует всем требованиям, кроме содержания сероводорода (по ГОСТ Р 51585-2002 изменение 11.01.2018 сероводорода должно содержаться в товарной нефти не более 100 ppm) в зависимости от вида нефти. В настоящее время, содержание сероводорода в товарной нефти Байтуганского месторождения составляет 250 - 300 ppm. В связи с этим встаёт актуальный на сегодняшний день вопрос очистки товарной нефти от содержащегося в нем сероводорода.

Нейтрализатор (поглотитель) и предназначен для решения проблемы уменьшения содержания в ней сероводорода до требований ГОСТ Р 51585-2002 (20 - 100 ppm).

Целью бакалаврской работы является повышение качества товарной нефти по массовой доле сероводорода, за счёт применения нейтрализатора (поглотителя), с минимальными затратами и высокой эффективностью.

Для достижения поставленной цели, требуется выполнить ряд задач:

1. На основании теоретического анализа, оценить эффективность существующих методов нейтрализации сероводорода.
2. Проанализировать установку подготовки нефти с повышенным содержанием сероводорода.
3. Провести исследования по применению эффективных реагентов для очистки нефти от сероводорода и меркаптанов.

4. Подобрать оптимальный состав нейтрализатора для Байтуганского месторождения.

Глава 1. Геологическая и физическая характеристики Байтуганского месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Байтуганское месторождение расположено на границе двух областей, а именно Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области, Северного района Оренбургской области. Район участка расположен на отрогах гор общего сырта Бугульминско - Белебеевской возвышенности.

Ближайшие районные центры Северное и Камышла расположены на расстоянии 13 и 9 км, железнодорожная станция Клявлино - на расстоянии 18 км от месторождения. Неподалёку от месторождения проходят железнодорожные пути Самара - Уфа и Ульяновск - Уфа с трассой федерального значения (М5) Самара – Уфа, месторождение связано грунтовой дорогой, а с г. Бугуруслан, где находится главный офис - асфальтированной дорогой, выходящей на автотрассу Бугульма - Бугуруслан - Бузулук - Уфа. Основные пути сообщения между селами - сеть просёлочных, полевых и лесных дорог, подходящих для продвижения в сухую погоду.

По природно-ландшафтному районированию территория района относится к области «Высокого Заволжья» с типичным для неё расчлененным холмисто-увалистым, древне-эрозийным рельефом. Здесь проходит водораздел между притоками Камы - р. Шешмой и притоками Волги - реками Соком и Черемшаном. Наибольшая часть территории района изрезана оврагами, реками и лощинами, отчего местность имеет сильно волнистый характер.

Также месторождение находится в пределах линии раздела рек Сок и Шешма, представляющего собой холм со средней абсолютной отметкой рельефа 275 м.

Площадь в значительной степени покрыта лесом, занимающим до 70,6% общей территории. Чаще всего можно встретить березовые и сосновые рощи, чередующиеся с дубняками. Чаще леса состоят из разнообразных пород деревьев: дуба, ясеня, клёна, вяза, липы, черемухи, рябины, орешника. В пределах площади месторождения расположено несколько населённых пунктов (Подлесный, Березовая поляна, Ерилкино и другие). На лесной территории имеются: густые сети речных и овражных долин, которые являются притоками рек Байтуган и Сок. Климат района глубоко континентальный, с холодной температурой до минус 40°С в январе и жаркой - до плюс 40°С в июле. Период безморозной погоды составляет 122 дня. Снежные осадки достигают высотой до 40 см и сохраняется около 150 дней, почва замерзание до глубины около 0,6-1,9 м. Количество осадков за последние года составляет в среднем - 463 мм. Господствующее направление ветров - западное и восточное, средняя скорость 2,0 - 3,3 м/с. В основном почва состоит из типичных тучных и выщелоченных земель, сформировавшихся на суглинках.

Зона месторождения благоустроена необходимыми водопроводами, вышками для усиления связи и линиями электропередач. Основные производственные базы расположены в селе Новое Усманово на территории нефтепромысла ООО «БайТекс». Энергоснабжение осуществляется от подстанции по ЛЭП. С целью водоснабжения населения и объектов нефтепромысла пресной водой, пробурены водяные колодца ВК. Для обеспечения технической водой, используется, отстоявшаяся вода из скважины №55 с плотность 1,26. С целью поддержания пластового давления используются подземные воды из верхнепермских отложений. Водозаборные скважины расположены в непосредственной близости от месторождения.

Товарную нефть готовят к транспортировке непосредственно на Байтуганском месторождении. Нефть отправляется на магистральный нефтепровод, Байтуган - Елизаветинка, связывающий месторождение со

станцией Клявлино Самарской области, протяженность его 40 км. Обзорная карта района Байтуганского месторождения представлена в приложении Б.

Глава 2. Динамика и состояние разработки Байтуганского месторождения ООО «БайТекс»

2.1 Анализ фонда скважин

В настоящее время разработка всех продуктивных пластов Байтуганского месторождения ведётся в основном механическим способом. Подъём продукции из добывающих скважин ведется штанговыми насосами.

Состояние фонда скважин приведено в таблице 1.

По состоянию на 01.01.2018 г. в фонде месторождения пребывают 575 скважины: из них 487 скважин добывающего фонда (ЭЦН, ШГН, ШВН), 54 нагнетательных и 34 скважин вышележащих непродуктивных пластов. В 21 добывающей скважине перфорированы 2 объекта разработки.

В эксплуатационном фонде числится 432 добывающих скважин, из них 430 действующих, т.е. в бездействии находятся около 0,5% скважин всего фонда. Основная причина выхода скважин в бездействие - низкие дебиты по нефти и высокая обводнённость продукции. Все скважины действующего фонда (90%) оборудованы ШГН и 10% ЭЦН, ШВН.

Таблица 1 - Состояние фонда скважин на Байтуганском месторождении ООО «БайТекс» на 01.01.2018 год

Фонд скважин	Количество скважин
Эксплуатационный	432
Нагнетательный	54
В текущем бездействии	2
В ожидании ликвидации	36
Ликвидированных	16
Пьезометрические	19

Фонд нагнетательных скважин составляет 54, из них 28 скважин находятся под накачиванием H_2O , одна скважина находится в освоении после бурения, 2 скважины нагнетательного фонда находятся в ожидании ликвидации, 2 скважины ликвидированы.

В пьезометрическом фонде - одна добывающая скважина, в водозаборном - 2 скважины.

2.2 Сбор и подготовка нефти на Байтуганском месторождении

Байтуганское месторождение разрабатывается с 1950г. и является одним из старейших в округе. Система сбора продукции скважин является негерметизированной: скважиной и НСУ напрямую связаны с атмосферой.

Сбор продукции скважин производится на НСУ по выкидным линиям. На НСУ установлены счетчики жидкости типа СКЖ, на которых производится замер дебитов скважин. Далее продукты добычи по двум главным коллекторам направляются на УПН.

Месторождение поделено на два больших участка: участок №2 и участок №3. Продукция скважин с участка №3 самотёком, за счет разности геодезических высот, направляется на УПН. На участке №2 расположена ДНС с ёмкостями для сбора продуктов добычи, из которых производится автоматическая откачка жидкости на УПН.

Дополнительно на УПН завозится нефть автобойлерами с Сокского, Кирсановского, Пашкинского, Черновского месторождений.

Байтуганская установка подготовки нефти (УПН) создана в 1952 г. согласно проекту ПСБ НГДУ "Бугурусланнефть" с целью термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии Байтуганского ЦДНГ №4 НГДУ "Бугурусланнефть". Для улучшения качества нефти, подтоварной воды по проекту ПСБ в 1994-1997г.г. произведено частичное восстановление ступеней, предварительного сбора подтоварной воды, ступеней обезвоживания и обессоливания.

Принципиальная технологическая схема Байтуганской УПН представлена в приложении А.

1. Степень разгазирования эмульсии и предварительного сброса пластовой воды.

Водогазонефтяная эмульсия с остаточным газосодержанием после 1 и 2 ступени сепарации со всех НСУ системы сбора Байтуганского месторождения замеряемая счетчиками типа «Турбоквант» 75*40 поступает по сборному трубопроводу в емкость Е-1. В этот же трубопровод с помощью блока БР-2,5 №1 подается деэмульгатор, а так же возвратная дренажная вода с О-1, нефть с пункта слива Сокского месторождения, при необходимости нефть сторонних организаций.

Под воздействием деэмульгатора и тепла сточной воды с О-1 в ёмкости Е-1 происходит деэмульсация (частичное разделение эмульсии на воду и нефть). Вода скапливается в нижней части аппарата, откуда сбрасывается по линии канализации в нефтеловушку НЛ. Нефть с верхней части аппарата Е-1 перетекает в аппарат Е-2 где происходит дополнительное обезвоживание. Нефть по трубопроводу поступает в буферные емкости Е-3,4 откуда откачивается насосами НН-1. Давление в Е-1,2,3,4 замеряется по месту манометрами типа ОБМ-160. Уровень раздела фаз в Е-1,Е-2 контролируется с помощью пробоотборных краников установленных через один метр в аппаратах. Уровень в емкостях Е-3,Е-4 определяется с помощью прибора У-1500, показания которого выведены в операторную, и по пробоотборным краникам на аппаратах, температурный контроль по техническому термометру. То есть технологическая цепочка ступени предварительного сброса подтоварной воды предусмотрена Е-1-Е-2, Е-3,4. Имеется возможность подачи пара в емкости Е-1,2,3,4 для дополнительного подогрева эмульсии. Выделившийся газ направляется по факельному газопроводу для сжигания на факел.

При необходимости (остановка установки, ремонтные работы в Е-1 и т.д.) эмульсия может быть направлена в любой из резервуаров для хранения с

последующей откачкой на установку, а также предусматривается возможность вывода Е-1,2,3,4 на ремонт, очистку, т.е. возможность работы системы предварительного сброса по схеме Е-1(2)-Е-3(4).

2. Ступень внутрипарковой перекачки и нагрева сырой нефти.

Отсепарированная эмульсия с остаточным содержанием воды из емкости Е-3,4 откачивается насосами Н-1/1,2 на теплообменную аппаратуру. На прием насосов подаются водные растворы ингибитора солеотложений, деэмульгатора и пресной воды. Нормы расхода заданы в технологической карте УПН. Расход пресной воды на приеме насосов замеряется с помощью счетчика ВСКМ-10/32. Пресная вода поступает с помощью гидростатического давления с подземного РВС-200 м³.

Водный раствор ингибитора солеотложений (2%) и водный раствор деэмульгатора (2%) подается с помощью насоса двухстороннего действия РПН-50. В состав ингибиторного блока БР-2 входит также дозировочный насос НД-1,6/100, емкость хранения деэмульгатора V-6 м Е-7, две ёмкости приготовления раствора реагента Е-8/1,8/2 объемом V-5 м каждая. Имеется возможность подачи чистого деэмульгатора в поток на прием насоса НН-1 насосом НД-1,6/100. Давление на насосах Н-1 замеряется на выкидке манометром ОБМ-160*10 кгс/см² и контролируется по месту. Также на прием насоса с целью утилизации тепла и повторного применения для обессоливания подается отделившаяся подтоварная вода с О-2. В блок теплообменной аппаратуры входят 4 теплообменника типа «труба в трубе»:

- теплообменник "холодильник",
- 3 теплообменника нагрева паром.

Нефть с насосов НН-1 под давлением 2-6 кг·с/см² проходит через т/о «холодильник» нагреваясь за счет тепла товарной нефти до 30°С, далее поступает в теплообменник нагрева паром, эмульсия проходящая по внутренней трубе теплообменника нагревается паром, проходящим по межтрубному пространству до температуры указанной в карте технологического режима.

В рабочем режиме предусматривается работа: теплообменник, «холодильник»-1шт., теплообменник нагрева паром в летний период, теплообменник нагрева паром -1-2 шт. - зимний период. Контроль давления и температуры осуществляется с помощью манометров типа ОБМ 160*16 и технического термометра соответственно по месту. Нагретая эмульсия по схеме направляется на ступень обезвоживания. Контроль температуры осуществляется при помощи прибора ТГП-СК 0-100°С по месту с выводом сигнализации мин. и макс. температуры на БМА в операторную.

3. Ступень обезвоживания и обессоливания.

Нагретая эмульсия, содержащая деэмульгатор и пресную воду, направляется в отстойник О-1, где происходит глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Параметры процесса (давление, температура и т.д.) задаются в карте технологического режима и контролируются с помощью приборов:

- давление - манометром ОБМ160* 10 по месту, температура - техническим термометром по месту или на вторичном приборе электронного термометра в операторной;

- уровень раздела фаз - контроль, регулирование с помощью прибора «ЭЛИТА», исполнительного механизма УЭРВ Ду-50 мм, пробоотборными краниками.

Отстойник - горизонтальный цилиндрический аппарат объёмом 100 м³. В отстойнике за счёт температуры т/о и возврата горячей сточной воды со ступени глубокого обезвоживания, деэмульгатора происходит отделение части пластовой воды от нефти при давлении 0,15-0,2 МПа. Выделившаяся в процессе отстоя подтоварная вода направляется на ступень предварительного сброса воды (на вход Е-1,2) через регулирующий клапан. В аварийных случаях сточная вода сбрасывается в нефтеловушку НЛ.

Параметры процесса (давление, температура и т.д.) задаются в карте технологического режима. Подготовленная нефть поступает в отстойник, где подвергается дополнительному отстою. При необходимости (повышенное

содержание хлористых солей) в линию перед О-2 подается пресная вода. Отделившаяся вода подается через регулирующий клапан на ступень предварительного сброса. Допускается регулирование сброса воды с О-1, О-2 «вручную». Нефть поступает в резервуары, через Т/О холодильник «нефть-нефть». Объем пресной воды подаваемой для отмывки солей в обезвоженной нефти задается в карте технологического режима. Контроль давления в О-2 осуществляется по манометру типа ОБМ. Для предохранения отстойников О-1, О-2 от разрушения при аварийном увеличении давления сверх рабочего на отстойнике устанавливается предохранительный клапан ППК-4, отрегулированный на $P_{\text{раб}}=0,5 \text{ кгс/см}^2$. Конкретное давление регулировки указывается в паспорте клапана и на бирке, которая прикрепляется к корпусу клапана. Сброс с ППК предусмотрен в канализацию [21]. Параметры процесса (давление, температура и т.д.) задаются в карте технологического режима и контролируются с помощью приборов:

- давление манометром ОБМ160* 10 по месту, температура-техническим термометром по месту или на вторичном приборе электронного термометра в операторной;

- уровень раздела фаз - контроль, регулирование с помощью прибора «ЭЛИТА», исполнительного механизма УЭРВ Ду-80 мм, пробоотборными краниками;

- расход пресной воды при помощи счетчика холодной воды ВСКМ-10/32.

Допускается работа ступени обезвоживания и обессоливания нефти одним аппаратом (О-1 или О-2). В этом случае подготовленная нефть с отстойника поступает через Т/О «нефть-нефть» непосредственно в резервные резервуары Р-1,2,4,5, где происходит дополнительный отстой. Поступление подготовленной нефти из О-1 или О-2, минуя теплообменник-холодильник «нефть-нефть», в резервуары возможно в зимний период и в аварийных случаях. Технологическим регламентом предусмотрен отбор нефти на собственные нужды с линии выкида насосов НН-1 для заправки автоцистерн

при соблюдении соответствующих мер безопасности, предусмотренных правилами [21].

4. Ступень хранения и сдачи товарной нефти.

Нефть, поступившая в резервуары Р-1,2,4,5 при необходимости подвергается дополнительному отстою. Выделившаяся вода сбрасывается по канализации в НЛ, а товарная нефть проверяется на соответствие требованиям регламента по качеству, и при соответствии ГОСТ 9965-76 предъявляется к сдаче «Покупателю» – товарному оператору нефтеперекачивающей станции «Елизаветинка» Ромашкинского районного нефтепроводного управления Северо-Западных магистральных нефтепроводов. Откачка нефти осуществляется насосами "Покупателя". Оперативный учет сдачи нефти осуществляется по СИКН.

При несоответствии нефти требуемому качеству, производится дополнительный её отстой в резервуаре со сбросом выделившейся воды, либо (при отсутствии положительного результата) возврат ее на вторичную обработку (через Е-1). Оформление сдачи нефти (по объему и качеству) - производится согласно договора на приём-поставку нефти Северо-Западному УМН [21].

5. Отстой и закачка пластовой воды.

Выделившаяся в процессе подготовки нефти пластовая (сточная) вода поступает в НЛ по системе канализации. Отделившаяся в ловушке нефть, насосами Н-2 периодически откачивается на установку для обработки, при необходимости с добавлением пресной воды, а отстоявшаяся вода перепускается в ёмкость Е-6 V-100 м³ и затем, насосами Н-3 закачивается в поглощающий горизонт, учёт закачиваемой воды и давление откачки контролируется с помощью счетчика СВУ и манометра ОБМ 160-100, соответственно. Качество закачиваемой воды в поглощающую скважину контролируется в аналитической лаборатории [21].

По таблице 2 видно, что нефть на УПН готовится хорошего качества. По ГОСТ Р 51858-2002 Изменение 11.01.2018 нефть обозначается 3.3.1.3. То есть:

- класс 3 — высокосернистая;
- тип 3 — тяжёлая;
- группа 1 — содержание воды до 0.5, хлористых солей до 100;
- вид 3— содержание сероводорода более 100 [5].

Единственная проблема заключается в том, что содержание сероводорода в товарной нефти превышает требования.

Таблица 2 - Физико-химические показатели товарной нефти на Байтуганской УПН

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1	Температура нефти при условиях измерения объема, °С		33.7
2	Давление нефти при условиях измерения объема. МПа		3.38
3.	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерения объема, кг/м ³	МИ 2153-2001.	885.8
4.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	МИ 2153-2001.	894.8
5.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³	МИ 2153-2001.	898.3
6.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-65.	0.06
7.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)	ГОСТ 21534-76.	43.00
8.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83.	0.01
9.	Массовая доля серы, %	ГОСТ 1437-75.	2.88
10.	Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.)	ГОСТ 1756-2000.	55(412.538)
11.	Выход фракций, %- при t до 200 °С - при t до 300 °С - при t до 350 °С	ГОСТ 2177-1999.	17.00 33.00 49.00

Продолжение таблицы 2

12	Массовая доля парафина, %	ГОСТ 11851-85.	2.91
13.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 50802-95.	284
14.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 50802-95.	14.98
15.	Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm)	ASTM D 4929-99	0.42

2.3 Современные технологии повышения нефтеотдачи, применяемые на Байтуганском месторождении

Интенсификация добычи нефти - совокупность геологических, технологических и промышленных мероприятий, которые направлены на повышение добычи нефти из скважин. Сегодня этот комплекс обширен и содержит в себе, методы воздействующие на призабойную зону пласта, способы влияния на пласт и использование высокопроизводительного оснащения с целью увеличения отборов жидкости из скважин [40].

За последние годы в ООО «БайТекс», использовались различные способы увеличения нефтеотдачи. Все возможные воздействия на призабойную зону скважин в ООО «БайТекс», согласно технологическим процессам выполнения, можно совместить в следующие группы:

- химические: закачивание нефтеноса, цеолита, обработки кислотой замедленного действия и обработка соляно-кислотные; воздействие поверхностно - активными веществами (ПАВ), ингибиторами коррозии на призабойную зону пласта;

- тепловые методы: призабойную зону пласта обрабатывают горячей нефтью, кроме того очищение труб и призабойной области, магнитным активатором тепла и генератором тепла;

- механические методы: вибровоздействие на пласт вибратором СВ, вибратором-пульсатором, клапаном с целью формирования глубокой депрессии, а также очистка насосно-компрессорных труб (НКТ) и

призабойной зоны пласта от парафина штанговыми скребками, центраторами – фрезами;

- комбинированные способы: призабойную зону нагнетательных скважин обрабатывают термо-химическими зарядами, термоимплозионная обработка призабойной зоны скважин [40];

- гидродинамические способы повышения нефтеотдачи: нестационарное (циклическое) заводнение и смена направления фильтрационных потоков, образование обратного конуса, зарезка боковых стволов [40].

Кроме того, наиболее современным и результативным способами увеличения нефтеотдачи являются вибросейсмическое воздействие, которое осуществляется на конкретные локальные участки нефtezалежи, приводит к перераспределению полей напряжения в продуктивных пластах. Это приведет к их неполной реструктуризации и формированию новых фильтрационных каналов. Вследствие вибросейсмического воздействия значительному уменьшению вязкости флюида, приводя к высвобождению наибольшего числа нефти, повышая тем самым, конечную нефтеотдачу пласта.

Глава 3. Повышение качества подготовки сероводородсодержащей нефти Байтуганского месторождения

3.1 Обзор методов очистки нефти от сероводорода

Если посмотреть на ГОСТ Р 51858-2002, то для сероводородсодержащей нефти актуальным на сегодняшний день становится проблема её очистки от этого сероводорода, с приведением до требуемых норм. Данные характеристики для трёх типов нефти:

Наименование характеристики	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100	

Существует три типа очистки нефти от примесей сероводорода:

- биологический,
- химический,
- физический.

Первый применяется только в пластовых условиях в виде закачки водного раствора в пласт и при подготовке нефти на поверхности практически неприменим. К тому же он имеет ряд существенных недостатков:

- высокий расход достаточно дорогих реагентов - 15-20 кг на 1 кг H₂S, это на порядок выше, чем при химических методах;
- большой срок получения конечного результата;
- накопление биологически активных компонентов в сточной воде и проблема её утилизации [39].

Второй тип методов достаточно многочислен и предлагается как отечественными, так и зарубежными компаниями. Обычно предлагается от 1 до 5л. химреагентов на 1т. нефти. Однако применение этих методов требует решения 3-х существенных проблем:

а) все химические методы приводят к появлению на УПН жидких отходов, содержащих щелочи и иные химические соединения; соответственно возникает проблема их утилизации или захоронения;

б) химреагенты и продукты их реакции будут содержаться в воде, находящейся в товарной нефти в количестве порядка 0,1%, и могут возникнуть дополнительные проблемы при сдаче нефти с такими примесями на НПЗ;

в) успешность применения химических методов зависит от однородности смеси нефти и химреагентов; центробежные насосы пропуская нефть могут не обеспечить должную степень перемешивания и возникнет необходимость создания специального смесителя [54].

Рассмотрим некоторые методы химической очистки нефти от сероводорода:

Методы без регенерации:

а) обработка нефти водным раствором щелочи;

б) обработка нефти водным раствором кальцинированной соды;

в) обработка нефти аммиаком;

г) обработка нефти:

–известью;

–гидроокисью магния;

–силикатом натрия;

–карбонатом кальция;

–мыльными растворами «Seafoam»;

–химреактивом EN-H₂S-2 «Hydrogen Sulfide Scavender» на основе полимерного амино-алкогольного раствора;

–химреактивом EN - 711 на основе триазина;

–химреактивом JX - 1 (Китай) на основе комплексных соединений железа;

–раствором пероксида водорода в присутствии азотосодержащего основного и/или щелочного реагента и ряд других [10].

Для наиболее простого варианта - обработки нефти щелочью - проведён расчёт затрат реагентов, которые для объёма подготовки 250 т/день составляют около 800 000 руб. в год [30].

Недостатками этих методов являются:

- 1) безвозвратные потери агентов;
- 2) обработка товарной нефти водным раствором, что потом требует дополнительной ступени обезвоживания и/или обессоливания;
- 3) получение в сточных водах химически активных компонентов, что ставит на первый план задачу захоронения жидких отходов;
- 4) для сложных реагентов - зависимость от их производителя и диктуемых им цен [50];
- 5) необходимость тщательного перемешивания вязкой (15 спз в пластовых условиях) и плотной ($0,9 \text{ г/см}^3$) нефти с водным раствором реагента. Это требует создания специальных эффективных миксеров; но как результат их применения - появление в нефти тонкодисперсной водной эмульсии, для разделения которой необходим повышенный расход специальных реагентов применяемых для этого (реопон, диссольван и т.п.) [36].

Методы с регенерацией.

Рассмотрим несколько химических методов, сокращающих расход реагентов, т.е. с их регенерацией. Это, во-первых, очистка нефти от H_2S с помощью водных растворов этаноламинов. Действительно, этаноламины при низкой температуре поглощают H_2S , а при высокой - его отдают. Поэтому расход этаноламинов значительно ниже, чем реагентов в методах очистки без регенерации [51]. Однако, для этого требуются уже значительные капитальные затраты: постройка десорбционной колонны,

смесителя, дополнительного сепаратора, рекуперационного теплообменника, пароподогревателя. Потери реагента всё же будут, т.к. в нефти остаётся не менее 1 % (от объёма нефти) водного раствора реагента. В целом, стоимость потерь оказывается даже выше, чем при применении NaOH (1,5 млн руб. в год) - за счёт более дорогого реагента [41]. В целом можно сделать вывод, что такой вариант мало привлекателен для такого малого предприятия каковым является Байтуганский цех подготовки нефти, поскольку создают значительные экологические проблемы, требуют значительных затрат на возмещение потерь реагента; эти потери могут быть снижены, но ценой усложнения процесса и значительных капитальных затрат.

Можно рассмотреть также предложенный химиками из Татарии процесс обработки щелочью, но с её регенерацией. Однако, расчёт показывает, что снижение потерь не слишком велико, т.к. 1 % раствора (от объёма нефти) уходит в трубопровод. Снижается лишь та часть, которая уходит в сточную воду, если не делать регенерации. Однако, метод требует капитальных затрат: реактор для регенерации щелочи, ёмкость для приготовления раствора, смеситель для обработки нефти, сырьевой насос. Наличие жидких отходов не исключается полностью [41].

Третий тип - физические методы очистки нефти от сероводорода. Они предполагают решение проблемы применением воздействия на нефть различными физическими методами. Рассмотрим некоторые из них:

1. Изменение числа ступеней сепарации. Эффективность этого метода мала, а для наших нефтей с газовым фактором 20 м³/т - единицы процентов.

2. Вакуумирование. При вакууме до 0,4 МПа может быть удалено 60-65 % H₂S. Но при этом очень высоки капитальные затраты и этот метод используется мало [4,9].

3. Нагрев нефти на 40-50 ° С. Может быть удалено до 75 % H₂S. Более высокий нагрев приводит к испарению лёгких фракций, что

увеличивает потери нефти при подготовке [52].

4. Продувка нефти бессернистым газом. При расходе газа около 10 $\text{нм}^3/\text{м}^3$ извлекается 80 % H_2S , т.е. концентрация H_2S снижается в 5 раз [13].

Этот метод, при прямом смешении потока нефти с потоком бессернистого газа, был реализован на месторождении Жанажол (Казахстан) на холодной ступени сепарации и при расходе газа 10 $\text{нм}^3/\text{м}^3$: содержание H_2S снизилось на 30 %. При применении метода на горячей ступени сепарации было извлечено уже до 65 % H_2S [17].

Наиболее эффективным и надёжным является метод стабилизации нефти ректификацией. Извлечение H_2S происходит в отгонной части ректификационной колонны при нагреве нефти до 120-180 $^{\circ}\text{C}$ (в зависимости от давления, меняющегося обычно от 0,2 до 0,8 МПа).

Этот метод широко распространён за пределами России, однако он очень дорог, требует значительных капитальных затрат, большого расхода тепла и его применение оправдано лишь при больших объёмах нефти, например, на месторождении Тенгиз [57].

Существует метод отдувки нефти бессернистым газом в колонном массообменном аппарате специальной конструкции при температуре 40 - 50 $^{\circ}\text{C}$, давлении 0,1-0,6 МПа и расходе газа 5 - 30 $\text{нм}^3/\text{м}^3$. Этот метод обеспечивает степень очистки от H_2S до концентрации 10 $\text{мг}/\text{дм}^3$. При этом одним из главных моментов является специальная конструкция массообменной колонны [45]. При расходе газа в 5 $\text{нм}^3/\text{м}^3$ при колонне высотой всего 3 м содержание H_2S падает с 450 до 80 ppm. Степень очистки может быть увеличена увеличением числа ступеней колонны, т.е. её высотой, но не всегда [35].

3.2 Анализ метода очистки нефти от сероводорода на Байтуганской установке подготовки нефти (УПН)

В 2010 году была предложена и в том же году введена реконструкция Байтуганской УПН с вводом блока очистки товарной нефти от сероводорода,

основанном на физическом способе глубокой дегазации нефти, путём продувки её топливным газом, с дальнейшим извлечением из газа отдувки, тяжёлых фракций газа в виде конденсата [38].

Физические процессы извлечения целевого компонента из жидкой фазы в газовую, хорошо изучены и реализованы на предприятиях химической и нефтеперерабатывающей отраслей. Частным случаем этих процессов является десорбция целевого компонента десорбирующим агентом (газом, не содержащим этот компонент, инертным газом, водяным паром или др.) [13]. При этом десорбируемый компонент выделяется из жидкости и переходит в газовую фазу вследствие того, что равновесное давление компонента над жидкостью выше, чем в десорбирующем агенте. Первое масштабное внедрение этой технологии проведено в 1990 году на Покровской УПН ОАО «Оренбургнефть» с целью глубокой дегазации нефти и её очистки от сероводорода. В качестве колонны "отдувки" применили аппарат с вертикальными контактными решётками диаметром 1.20 м и высотой насадочной части - 4 м. В 1996 году на Жанажельском газоперерабатывающем заводе ОАО «Актюбемунайгаз» реализована установка очистки высокосернистой нефти от сероводорода [17]. В качестве основного аппарата была использована колонна с насадкой АВР диаметром - 2.0 м. и высотой насадочной части - 15 м. По заключению руководства Жанажельского ГПЗ установка безукоризненно работает уже в течение 7 лет [12].

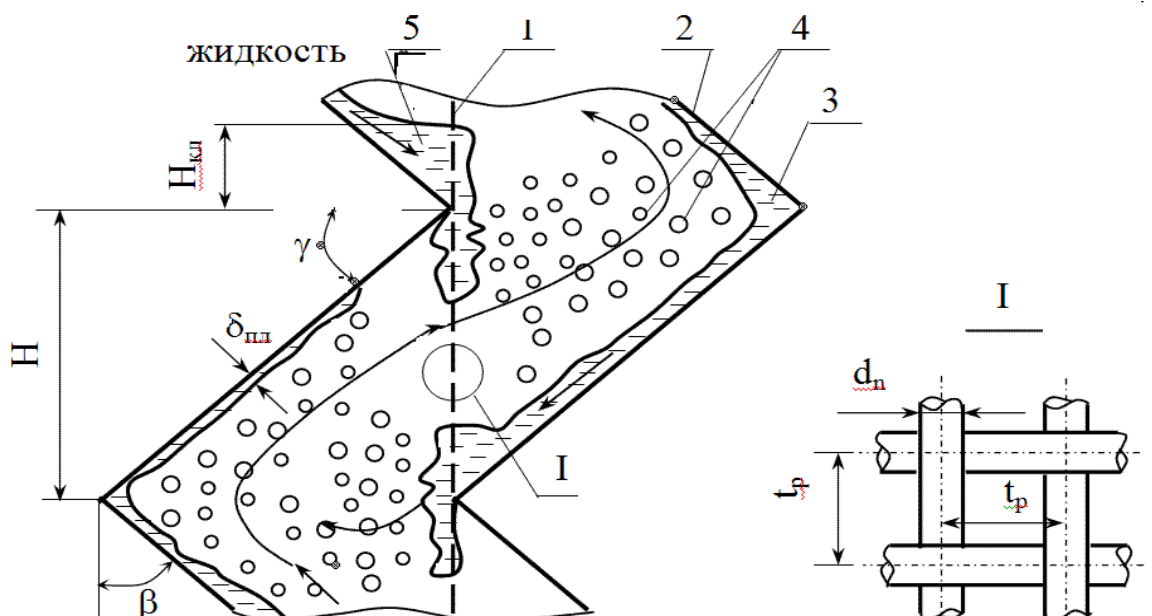
Товарная нефть Байтуганской УПН из отстойника О-2 через "холодильник" (или мимо него) поступает в ороситель верхней части колонного аппарата АВР. В нижнюю часть аппарата АВР в количестве соответствующем норме 5 нм^3 на тонну нефти поступает топливный (или инертный) газ для проведения процесса очистки и дегазации нефти [9]. Нефтяная и газовая фазы, проходя противотоком по колонне, интенсивно взаимодействуют с массопереносом лёгких фракций нефти и сероводорода в газовую фазу. Очищенная от сероводорода нефть поступает во встроенный, в

нижнюю часть колонны сепаратор, где из нефти сбрасываются остатки азота и метана. Стабильная и очищенная товарная нефть из сепаратора уходит в резервуары и далее потребителю [10].

Газ отдувки из верхней части колонного аппарата АВР поступает в каплеотделитель С-2 и далее на вход компрессора К-1, где сжимается до давления 1 - 1,2 МПа. В С-2 также поступает газ концевой ступени сепарации из Е-3,4 и остатки азота и метана из встроенного сепаратора. Сжатая до 10 - 12 МПа смесь газов охлаждается до температуры 35 - 40°С в теплообменнике Т-1 и поступает в сепаратор С-1. В сепараторе С-1 происходит разделение газа и газового конденсата. Газ с давлением 1.0 - 1.2 МПа используется на технологические нужды (в котельной или транспортируется потребителю), а газовый конденсат закачивается в нефть или продаётся потребителю. Насадка «АВР» состоит из блока сформированного зигзагообразными перегородками, образующими в плоскостях контакта каналы вертикальных решеток [25].

Смесь, поступающая в верхнюю часть аппарата, стекает сквозь отверстия контактной вертикальной решетки, и согласно зигзагообразной перегородке поочередно, на каждой ступени распыляется газом, поступающим из нижней части аппарата. При этом образуется капельный поток, формирующий пленочное движение [11].

Принцип газожидкостного взаимодействия на вертикальных контактных решётках показан на рисунке 2. Типовая конструкция аппарата АВР показана на рисунке 3.



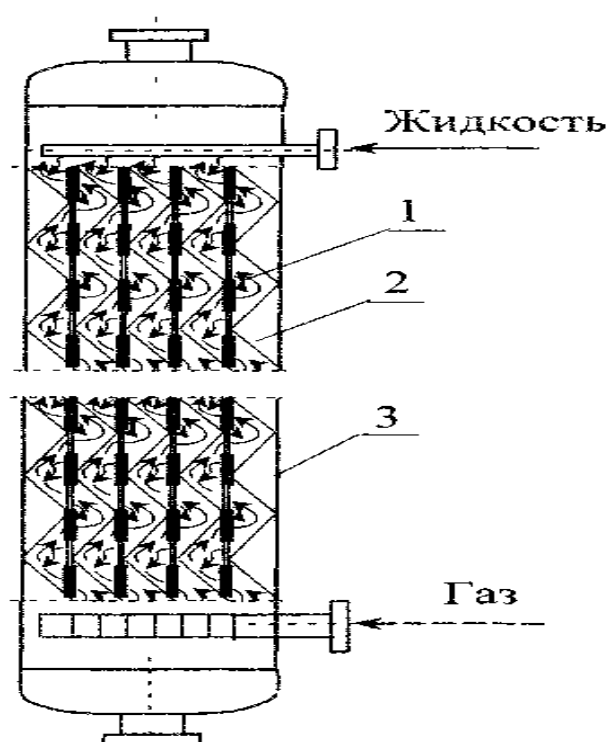
1 - вертикальная решетка; 2 - зигзагообразная перегородка; 3 - пленочный поток; 4 - капельный поток; 5 - клиновидный гидрозатвор

Рисунок 2 - Схема газожидкостного взаимодействия на вертикальных контактных решётках

Подача орошения в АВР происходит по нормали к поверхности. Капли эффективно проникают в жидкостную плёнку, чем достигается максимально возможная степень возмущения пленочного течения и наибольшая эффективность процесса массопереноса [11].

Аппараты с насадкой класса «АВР» совмещают в себе клапанный, струйный и эжекционный режимы взаимодействия фаз, с эффективной реализацией массообмена на предельно высоких скоростях орошения [11].

Возможность достижения низких концентраций сероводорода в нефти десорбционным методом в аппарате АВР была подтверждена теоретически, на пилотном уровне и в промышленном масштабе. Теоретически степень извлечения лёгких фракций из нефти (в том числе сероводорода) зависит от природы десорбирующего агента и его количества [11].



1 - вертикальная решетка; 2 - зигзагообразная перегородка; 3 - корпус аппарата

Рисунок 3 - Принципиальная конструкция аппарата с вертикальными контактными решётками

3.3 Анализ работы установки по очистки нефти от сероводорода на УПН ООО «БайТекс»

Анализ работы установки по очистки нефти от сероводорода на УПН ООО «БайТекс» представлена в таблице 4 (приложение В) и на рисунке 4.

Таблица 4 - Анализ работы установки по очистки нефти от сероводорода на УПН ООО «БайТекс»

Время	Давление внизу К-1 кг/см ²	Расход газа в колонну		Нефть на входе в колонну К-1		Нефть на выходе из колонны К-1
		м ³ /ч	м ³ /м ³ нефти	Расход, м ³ /ч	H ₂ S ppm	H ₂ S ppm
12:45	0,021	9,2	0,49	18,7	169,80	81,13



Рисунок 4 - Проведение анализа пробы нефти до и после установки по очистки нефти от сероводорода

Результаты, проведённого анализа пробы, которые приведены в Приложении, показали, что данный физический способ имеет невысокую способность нейтрализовать нефть от сероводорода. Совместно с сероводородом из нефти "отдуваются" лёгкие углеводороды (C1-C5+) в количествах соответствующих их потенциалу в нефти [8]. Таким образом, газы, выходящие из верхней части колонны, всегда больше, чем поступило их снизу. Соответственно с увеличением газа отдувки снижается давление насыщенных паров (ДНП) над нефтью. Однако этот побочный эффект требует принятия комплексных мер для сохранения добычи товарной нефти.

Однако у этой схемы есть один существенный недостаток: сжигание газа, содержащего сероводород после отдувки нефти, в котельной приведёт к более быстрой коррозии котлов. А это потребует дополнительных затрат на ремонтные работы. Так же загрязнение воздуха представляет собой большую проблему для местности и для окружающей среды.

Таким образом, на Байтуганском месторождении требуется совершенствование технологии нейтрализации сероводорода до минимального содержания.

3.4 Анализ патентного поиска

В результате патентного поиска были взяты наиболее интересные, для тщательного рассмотрения, методы очистки нефти от сероводорода.

1. Предлагаемый способ очистки нефти от сероводорода проводят путём обработки исходного сырья водно-щелочным раствором водорастворимой соли азотистой кислоты, преимущественно нитрита щелочного металла или аммония, с pH не менее 10 и концентрацией нитрита в растворе 3-40 %. Раствор взят из расчета 0,9-5 моль нитрита на 1 моль сероводорода и обработку ведут при 20 - 100°C (предпочтительно при 30-80°C) и атмосферном или повышенном давлении. В качестве щелочного агента водно-щелочного раствора нитрита используют водорастворимый органический амин (алканоламин), и/или аммиак, и/или гидроксид натрия

[20]. Часть отработанного водного раствора реагентов после отделения от очищенного сырья возвращают в технологический процесс и для приготовления водно-щелочного раствора нитрита используют отработанный водный раствор реагентов. При очистке высокосернистой нефти, содержащей сероводород и меркаптаны, в реакционную смесь дополнительно вводят сжатый воздух в количестве 0,06-0,12 нм³ на 1 моль сероводорода и 2 моль легких метил-, этилмеркаптанов и водный или водно-щелочной раствор соли или комплекса металла переменной валентности, предпочтительно взятый из расчета 0,1-1,5 г ионов металла на 1 т сырья. Процесс проводят под давлением 0,2-1 Мпа [20]. Этот способ позволяет повысить эффективность процесса и расширить ассортимент стабильных, не коррозионных, доступных и дешевых химических реагентов-нейтрализаторов для дезодорирующей очистки сернистых нефтей в промышленных условиях [20].

2. Существуют метод очистки сернистых нефтей и газоконденсатов от сероводорода с помощью обработки исходного сырья, кислород- или азотсодержащими органическими веществами.

Основными недостатками известных способов, препятствующими их широкому применению в промышленности, являются высокая стоимость и большой расход применяемых органических реагентов-нейтрализаторов сероводорода.

3. Обработки исходного сырья гексаметилентетрамином (ГМТА), взятым в количестве до 100 тыс. ppm, при температуре 100-350°F (37,8-176,6°C) так же является способом очистки нефти от сероводорода. При этом ГМТА используют в виде 40%-ного водного раствора, предварительно полученного взаимодействием 37%-ного водного раствора формальдегида (формалина) с аммиаком [15].

В указанном способе используется доступный и сравнительно недорогой реагент-нейтрализатор сероводорода. Однако способ не обеспечивает требуемую степень очистки нефти от сероводорода из-за очень низкой скорости взаимодействия его с ГМТА в среде нефти, особенно при

проведении процесса при температурах ниже 82-100°C. Проведение процесса при температурах выше 100°C приводит к значительным энергозатратам на нагрев исходного сырья. Другим недостатком способа является чрезмерно большой расход применяемого реагента (до 10 тыс. ppm).

4. Известен способ очистки нефти, газоконденсата от сернистых соединений, в том числе от сероводорода, путем обработки исходного сырья смесью 50-100%-ной азотной кислоты с железом, взятым в количестве 0,1-1%, при 30-100°C (пат. РФ № 2134285, С 10 G 17/02, 1999 г.).

Основным недостатком является коррозия оборудования, трубопроводов из-за протекания процесса в кислой среде, значительной коррозионной агрессивности применяемых химических реагентов - диоксида серы и азотной кислоты. Кроме того, обработка нефти смесью азотной кислоты с железом приводит к загрязнению очищенной от сероводорода нефти железом (пат. РФ №2134285), значительному повышению кислотного числа нефти (до 20 мг КОН/100 мл нефти), а также к осмолению нефти из-за окисления углеводородных компонентов нефти смесью азотной кислоты с железом, особенно при проведении процесса при повышенных температурах 60-100°C. Повышение кислотности и, следовательно, коррозионности нефти требует проведения последующей промывки очищенной нефти водным раствором щелочи, что приводит к усложнению и удорожанию процесса очистки в целом [23].

5. Способ очистки нефти от сероводорода путем обработки сырья 20-50%-ным водным раствором пероксида водорода при температуре 0-60°C и давлении 0,5-2 МПа. При этом водный раствор пероксида водорода берут из расчета не менее 20 мл (в расчёте на 35%-ный раствор H_2O_2) на 1 г сероводорода, что соответствует мольному соотношению $H_2O_2:H_2S$ не менее 8:1 [20].

Недостатками указанного способа являются недостаточно высокая степень очистки нефти от сероводорода из-за низкой скорости его окисления в среде нефти, особенно при низких температурах проведения процесса (0-

25°C), а также большой расход и высокая стоимость применяемого химического реагента. Помимо этого, пероксид водорода считается не достаточно стабильным продуктом, самопроизвольно разлагающимся на воду и кислород при транспортировании и хранении, поэтому требуется транспортирование и хранение пероксида водорода в специальной (алюминиевой), чистой таре при температуре не выше 30°C; при работе с ним не допускается использование аппаратуры и трубопроводов из нелегированных и низколегированных сталей, чугуна и других конструкционных материалов, являющихся катализаторами разложения пероксида водорода [37]. Эти недостатки существенно осложняют осуществление способа очистки нефти в промышленных условиях, снижают эффективность процесса в целом и препятствуют практическому использованию данного способа для дезодорирующей очистки сернистых нефтей в промышленных условиях.

3.5 Подбор оптимального нейтрализатора (поглотителя) сероводорода

«Поставленная задача повышения степени очистки нефти от сероводорода решается тем, что разработанный эффективный нейтрализатор (поглотитель) сероводорода, добавляется в исходное сырьё - в нефть, взятый из расчёта не менее 2-3 г на 1 г нейтрализуемого сероводорода» [22].

Нейтрализатор (поглотитель) сероводорода состоит из органического амина, органического растворителя и карбамидоформальдегидного концентрата КФК. «В качестве органического амина используют отход производства в виде отработанного абсорбента, на основе метилдиэтанолamina с отделения абсорбционной очистки агрегата синтеза аммиака АМ-76, в качестве органического растворителя N-метилпирролидон и остальное

карбамидоформальдегидный концентрат при следующем соотношении компонентов» [22], мас.% приведённые на рисунке 5.



Рисунок 5 - Соотношения компонентов, в мас.%

«Применения, отработанных, этаноламинов может стать подготовка нефти перед её отправкой на нефтеперерабатывающий завод. Для эффективного управления содержанием H_2S в углеводородах и в продуктах их переработки в нашей стране и за рубежом используются поглотители сероводорода (ПСВ). Авторами [22] был предложен новый эффективный ПСВ, использующий отработанный абсорбент на основе метилдиэтаноламина (МДЭА) с отделения абсорбционной очистки диоксида углерода, агрегата синтеза аммиака типа АМ-76» [4].

«Содержание МДЭА и смолистых соединений в нём находится в диапазоне 30÷35%. В состав поглотителя сероводорода включён карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК -85» [22].

Отработанный абсорбент представляет собой подвижную жидкость, которая содержит 35 мас. % МДЭА и имеет $pH=8,7-9,5$.

В качестве органического растворителя используют N-метилпирролидон, который является по растворяющей и абсорбирующей способности наиболее эффективным представителем в ряду органических растворителей.

Таблица 5 – Характеристика основных компонентов

Вещество	Характеристика	Формула
N-метилпирролидон (N-МП)	Бесцветная жидкость, имеющая плотность 1,030-1,034 г/см ³ при 20°C, температуру кипения $T_{\text{кип}}=202-208^{\circ}\text{C}$, температуру плавления $T_{\text{пл}}=(-24)-(-25,4)^{\circ}\text{C}$	$\text{C}_4\text{H}_7\text{NO}$
Метилдиэтаноламин (МДЭА)	Прозрачная жидкость, представляет собой смесевую композицию метилдиэтанолamina, пиперазина, анилина и воды.	$\text{C}_{12}\text{H}_{17}\text{NO}_2$
Карбамидоформальдегидный концентрат (КФК)	Подвижная жидкость, которая содержит в своём составе свободный формальдегид и замещенные метилольные производные мочевины, в том числе моно-, ди- и триметилмочевину	

N-метилпирролидон (N-МП) обладает уникальным сочетанием высокой селективности по отношению к ароматическим и непредельным углеводородам, сероводороду и ряду других газообразных компонентов с очень высокой растворяющей способностью [4]. Это подвергло к высокой эффективности использования N-МП и смеси растворителей на его основе с целью выделения ароматических углеводородов из смесей с насыщенными углеводородными способами экстракции, либо экстрактивной ректификации, кроме того абсорбции сероводорода,

двуокиси углерода и иных соединений кислотного характера из газовых смесей и нефти [22].

М-метилпирролидон представляет собой лактам 4-метиламино-бутановой кислоты (или 1-метилпирролидин-2-он) и является слабым основанием, при растворении в воде в десятикратном количестве имеет рН 7,8-8,0, имеет термоокислительную стабильность до 300°C.

Результаты исследования (Монография Гайле А.А. Г.Д. Залущевский, N-метилпирролидон, Химиздат, 2005 г.) показали, что межмолекулярное взаимодействие лактамов с ароматическими растворителями является более сильным по сравнению с алифатическими аминами [4].

«М-метилпирролидон относится к группе биполярных апротонных (негидроксильных) растворителей, по шкале основности растворителей (предложенной Камлетом) является умеренно основным и малотоксичным, относится к четвертому классу опасности, выпускает ОАО «Новочеркасский завод синтетических продуктов», г.Новочеркасск Ростовской области, по ТУ 2418-028-05807999-2002» [22].

«М-метилпирролидон имеет хорошую биоразлагаемость в воде под действием микроорганизмов. По данным фирмы BASF при стандартном испытании по Валенсу, биологическая разлагаемость N-метилпирролидона составляет более 90% разложения растворенного органического углерода» [22].

«В составе используют карбамидоформальдегидный концентрат КФК - продукт конденсации карбамида с газообразным формальдегидом, выпускаемый по ТУ 2223-009-00206492-07 на ЗАО «Тольяттиазот»» [22].

«Состав нейтрализатора представляют собой прозрачную или немного мутноватую жидкость плотностью 1,12-1,28 г/см³, величиной показателя рН от 8,3 до 9,5 в зависимости от содержания компонентов, температурой застывания от -26°C до -50°C в зависимости от содержания антифриза. Состав нейтрализатора (поглотителя) сероводорода содержит

карбамидоформальдегидный концентрат (КФК) - продукт конденсации карбамида с газообразным формальдегидом. Результаты исследований подтвердили сведения, представленные в монографии А.А. Гайле с сотрудниками, что более глубокая очистка природного газа от сероводорода и углекислого газа достигается при использовании растворов алканоламинов в органических растворителях» [4].

«Анализ литературных данных свидетельствует о том, что более глубокая очистка природного газа от H_2S и CO_2 достигается при использовании растворов алканоламинов в органических растворителях, причём наиболее подходящим представителем является N-метилпирролидон (N-МП), вводимый в концентрации до 20%» [22] (таблица 6).

Таблица 6 - Составы исследованных поглотителей сероводорода

Композиция	Концентрация ингредиентов, % масс.					Плотность, г/см ³	pH	t заст., °C, не выше
	МДЭ А	КФ К-85	Этанол	N-МП	Вода			
Дельта НС-1	37,0	-	-	-	63,0	1,088	8,7	-20
Дельта НС-4	22,2	40,0	-	10	27,8	1,166	8,5	-25
Дельта НС-5	-	40,0	60,0	-	-	0,975	7,7	-35

«Исследования показали, что для указанной нефти с содержанием в ней сероводорода 200ppm расход наиболее эффективного Дельта НС-4, необходимый для достижения в ней концентрации H_2S в 20 ppm, составляет 1,29 кг/тонну очищаемой нефти» [2].

«Поскольку нефти отличаются по содержанию сероводорода, и такой показатель не является универсальным, расход ПСВ необходимо относить не

на нефть, а к количеству растворённого в ней сероводорода. В этом случае он составит 9,3 г/г (грамм ПСВ на грамм сероводорода) для достижения его содержания в 20 ppm. В случае полной нейтрализации, количество продукта «Дельта НС-4» должно быть увеличено на 0,1 г» [2].

Известно, что доля месторождений с повышенным содержанием сероводорода в углеводородах растёт, отражаясь на коррозионной стойкости металлических частей оборудования при добыче, транспортировке и переработке нефти, газа и газового конденсата. Загрязнение промышленных вод и ухудшение условий работы установок нефтепереработки усиливают актуальность решения проблемы нейтрализации и/или удаления сероводорода и меркаптанов в нефти и нефтепродуктах [22].

Расход нейтрализатора для достижения степени очистки нефти от сероводорода согласно требований ГОСТ Р 51858-2002 до 20 ppm и до 0 ppm.

Таблица 7 - Расход нейтрализатора

Расход нейтрализатора для достижения степени очистки нефти от сероводорода согласно требованиям ГОСТ Р 51858-2002 до 20 ppm и до 0 ppm	
№ п/п	Расходный коэффициент нейтрализатора, кг/т H₂S
	до 0 ppm
1	1,29

«Методику, определяющую эффективность состава нейтрализатора была следующей. В качестве объекта исследования была взята безводная высокосернистая карбоновая нефть плотностью 0,865 г/см³, мазут, пластовая вода и нефтяной газ. До введения нейтрализатора содержание сероводорода в нефти составляло 460 ppm, мазута 235 ppm, пластовой воды 150 мг/л, нефтяного газа 3,1 об. % и 1,5 об. % углекислого газа.

Эксперимент: Пробу перемешивали в реакционной герметичной колбе с мешалкой в течение 3-х часов при комнатной температуре (25°C). Погрешность измерений составляла 3%» [22].

Эффективность состава определялась хроматографическим методом по ГОСТ 50802-95 на хроматографе «Кристалл-5000.2».

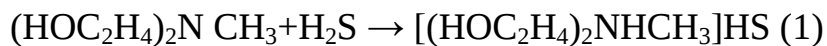
Результаты экспериментов показали высокую эффективность нейтрализатора: низкую его температуру застывания, высокую реакционную и поглотительную способность, которая обеспечивает высокую степень очистки нефти, нефтепродуктов, нефтяных газов и пластовых вод.

Использование, в качестве компонентов состава нейтрализатора сероводорода отходов производства, приводит к более низкой стоимости состава и со значительно меньшими удельными энергозатратами по сравнению с другими методами химического воздействия.

Технический результат заключается в повышении эффективности нейтрализатора, обладающего высокими технологическими свойствами и высокой реакционной и поглотительной способностью и обеспечивающего высокую степень очистки углеводородных (нефти, нефтепродуктов и углеводородных газов) и водных сред нейтрализатором при использовании в составе дешевых компонентов: отходов производства в виде отработанных реагентов, побочных продуктов, кубовых остатков.

3.5.1 Расчёт количества нейтрализатора для УПН ООО «БайТекс»

Взаимодействие нейтрализатора сероводорода с сырой нефтью является сложной реакцией. Метилдиэтаноламин реагирует в роли основания, а содержащийся в нефти сероводород – кислоты (1).



Зная общий объём, поступающей на установку, жидкости, которая составляет 1500 т/сутки. Можно рассчитать, то количество нейтрализатора, которое потребуется для очистки нефтей Байтуганского месторождения от сероводорода из соотношения:

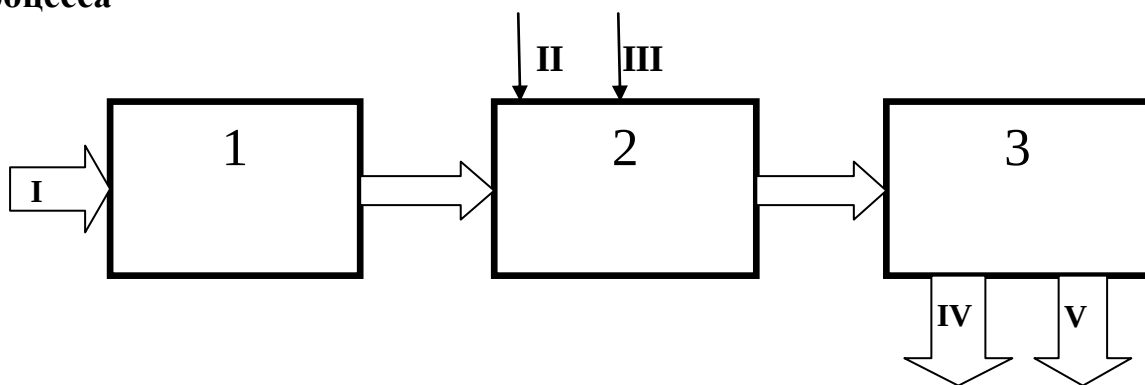
1,29 кг реагента — 1 т нефти

X кг реагента — 1500 т нефти

$$m_{\text{реагента}} = 1,25 \cdot 1500 / 1 = 1935 \text{ кг или } 1,935 \text{ т.}$$

Таким образом, для Байтуганского месторождения в сутки потребуется около 2 т поглотителя сероводорода.

3.5.2 Технологическая блок-схема и описание технологического процесса



I – сырая нефть; II – свежая вода; III – нейтрализатор; IV – вода; V – товарная нефть; 1 – электродегидратор; 2 – аппарат с мешалкой; 3 – аппарат для разделения фаз.

Рисунок 6 – Схема подготовки нефти

Схематично, этап промысловой подготовки нефти содержит несколько технологических операций (ступеней) в следующей очередности:

1. Так называемый предварительный сброс свободно отделяющейся воды (до 10–15%) [1].

2. Глубокое обезвоживание (до содержания воды 0,5–1%). Но при концентрации остаточной пластовой воды всего 0,1% содержание солей в нефти чрезмерно высоко и многократно превышает допустимые для ее переработки нормы. Поэтому обезвоженная нефть направляется на стадию обессоливания [1].

3. Обессоливание нефти.

Общим для операций обезвоживания и обессоливания нефти являются:

- предварительное разрушение бронирующих оболочек на каплях воды путем применения ПАВ - деэмульгаторов;
- их принудительная коалесценция (укрупнение);
- гравитационное разделение нефтяной и водной фаз.

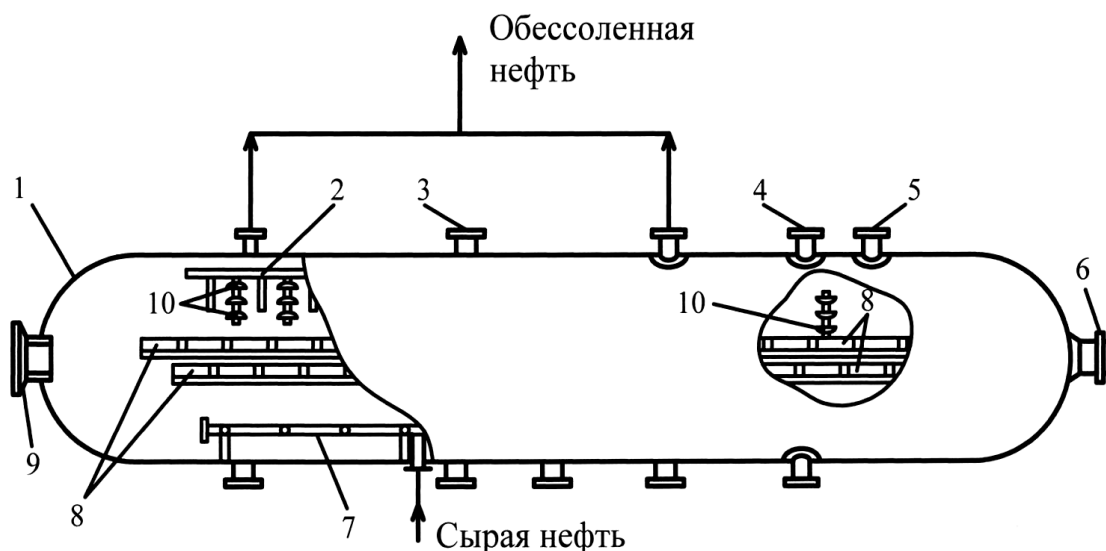
Специфичными и очень важными для стадии обессоливания являются:

- ввод и диспергирование в обессоливаемую нефть пресной (промывочной) воды до оптимальной степени ее дисперсности;
- результативное смешение промывочной воды с обессоливаемой нефтью с целью обеспечения неоднократного контактирования частиц пресной и пластовой вод и уменьшение общей концентрации солей.

«Из всех известных, в настоящее время, способов деэмульсации нефти, наиболее прогрессивными и эффективными являются электрические, применяемые, как на стадии глубокого обезвоживания (как правило), так и на стадии обессоливания (всегда)» [1].

В частности, глубокое обессоливание поступающих с промыслов нефти (до 3–5 мг/л солей) на НПЗ достигается только с применением аппаратов для электрического обезвоживания и обессоливания нефти - электродегидраторов (ЭДГ), причём в каскадном включении. Выпускающиеся в России серийные ЭДГ представляют собой вертикальные (ЭДВ-8 и ЭГ208-12 - объемом 8 и 20 м³) и горизонтальные (ЭГ 63, ЭГ 100, ЭГ

160 и ЭГ 200 объёмом, соответственно, 63, 100, 160 и 200 м³) сосуда со смонтированной в них системой решётчатых горизонтальных неизолированных электродов, системой ввода высокого переменного напряжения и размещенным на аппарате высоковольтным трансформатором с системой управления защиты (рисунок 7).



1 – корпус; 2 – коллектор для обессоленной нефти; 3 – штуцер для предохранительного клапана; 4,5 – патрубки для проходных изоляторов; 6,9 – люки-лазы; 7 – коллектор для сырой нефти; 8 – электроды; 10 – подвесной изолятор.

Рисунок 7 - Горизонтальный электродегидрататор

Они входят в состав установок электрообессоливания и обезвоживания (ЭЛОУ), на которых реализуются три способа разрушения нефтяных эмульсий:

- «термический - подогрев нефти, ее отстаивание от воды, промывка нефти горячей водой» [1];
- «электрический - обработка эмульсии в электрическом поле переменного тока» [1];
- «химический - добавление к нефти деэмульгаторов» [1].

«Если обводнённую нефть подогреть и дать ей отстояться, можно отделить значительную часть воды и растворенные в ней соли» [1].

При подогреве снижается вязкость нефти и увеличивается вероятность столкновения капель воды и слияние их в крупные агрегаты.

Сущность электрического метода состоит в следующем.

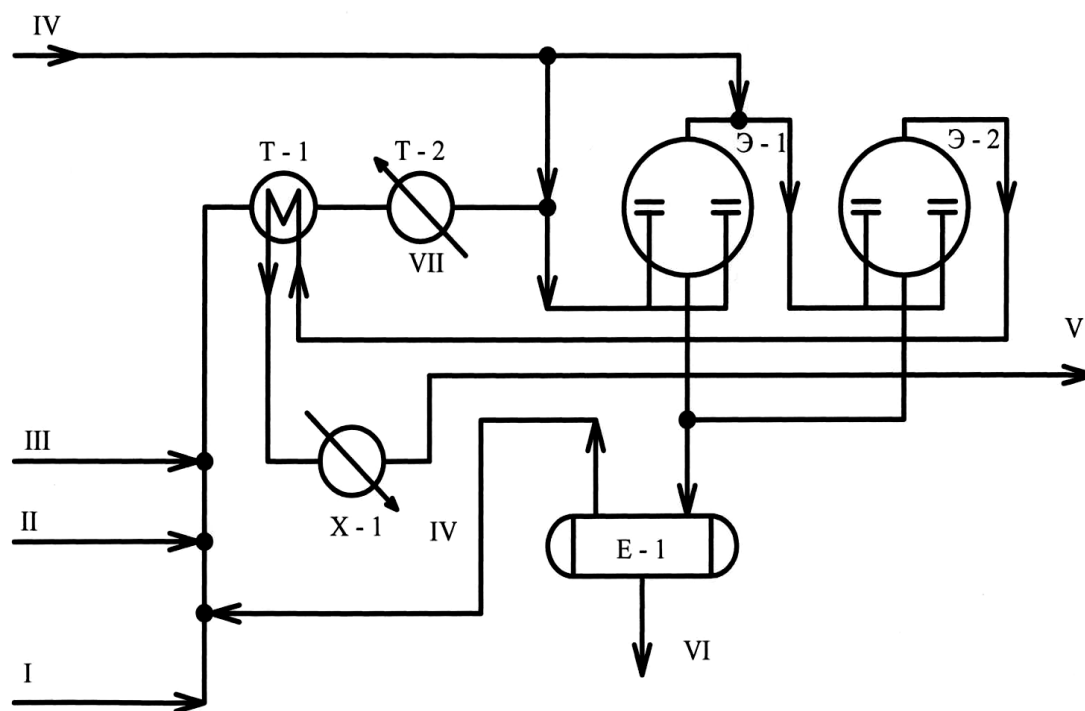
При попадании нефтяной эмульсии в переменное электрическое поле заряженные отрицательные частицы воды начинают передвигаться к положительно заряженному электроду.

С переменной полярности электродов происходит изменение конфигурации капли. Сталкиваясь друг с другом, капли сливаются в более крупные образования и осаждаются.

Химический метод основан на ослаблении прочности поверхностной оболочки в присутствии деэмульгаторов (СЖК, ОП-10 и других).

Перед обработкой нефти в электрическом поле ее смешивают с водой (5-15% на нефть), что позволяет достичь высокой степени обессоливания.

На рисунке 8 представлена технологическая схема процесса. Сырая нефть смешиваясь с промывной водой и деэмульгатором, поступает в Т-1. Чтобы предотвратить коррозию, в нефть можно вводить раствор щелочи. Горячая нефть поступает в Э-1 первой ступени, где удаляется основная масса воды и солей. Затем нефть направляется в Э-2 2 ступени, а так же вновь подают воду. Число ступеней обезвоживания может достигнуть трёх, но свежая вода поступает исключительно на последнюю ступень [1].



I – сырая нефть; II – деэмульгатор; III – щелочь; IV – свежая и обратная вода; VI – вода в канализацию; VII – пар; T-1 – теплообменник; Э-1 – электродегидратор 1 ступени; Э-2 – электродегидратор 2 ступени.

Рисунок 8 - Схема установки электрообессоливания нефти

Сбрасываемая вода, накапливается в ёмкости и используется затем повторно на второй или первой ступени.

Почти обезвоженную нефть получают на установках ЭЛОУ. Содержание в ней остаточных солей не превышает 1-3 мг/л. Температура процесса 60-125°C, давление в электродегидраторах 0,4-1,6 МПа, расход воды 10% на нефть, расход деэмульгатора 15-30 г/т и напряжение между электродами – 30кВ. Электродегидраторы имеют автоматическую блокировку: при падении давления и уровня нефти напряжение отключается. Тем самым предотвращается взрыв образовавшейся газовой подушки в аппарате» [1].

3.5.3 Внедрение современных экологически безопасных технологий

Внедрение современных экологически безопасных технологий - важнейшее средство обеспечения устойчивого развития в нефтепромышленности. Используемые в настоящее время, на Байтуганском месторождении, технологии в значительной степени не экологичны, что связано с большим токсичным выбросом в атмосферу. Так как, после этапа отдувки нефти, газ сжигают на факеле, что приводит к образованию диоксида серы (2).

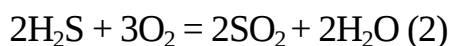
Влияние токсичных веществ на организм обусловлено длительностью и периодичностью воздействия, а также зависит от вида и концентрации отравляющих веществ.

Байтуганская УПН находится на расстоянии около 2 км от населения, и ощущает всю токсичность на себе. При минусовой температуре, в зимний период времени, выбросы опускаются вниз и ситуация ухудшается.

В сутки добыча нефти в 1,5 тыс. т. содержит в себе 300 ppm, зная что:

$$1 \text{ ppm} (1 \text{ млн}^{-1}) = 1,4286 \text{ мг/м}^3$$

$$300 \text{ ppm} = 428,58 \text{ мг/м}^3$$



Из 1 моля H_2S (32 г/моль) — 1 моль SO_2 (64 г/моль), по реакции (2).

Отсюда вывод, что сероводород после горения вдвое увеличивает свой вред.

$$1,5 \text{ тыс. т. жидкости} — 428,58 \text{ мг/м}^3$$

$$1 \text{ т жидкости} — X$$

$$X = 0,29 \text{ мг/м}^3$$

В связи с этим проблема внедрения новых экологически безопасных технологий, сохраняющих природный комплекс, является по существу проблемой национальной безопасности и условием перехода к устойчивому развитию.

Заключение

В дипломной работе был проведен анализ работы УПН Байтуганского месторождения и даны методы усовершенствования подготовки товарной нефти с удалением содержащегося в нём сероводорода до требуемых ГОСТом требований.

В геологической части дипломного проекта приведены общие сведения о Байтуганском месторождении, рассмотрены его расположение, орогидрография, климат района. Приведены характеристики нефти, газа и воды. По товарной характеристике нефть Байтуганского месторождения высокосернистая (массовое содержание серы 2,91 - 3.38%), тяжёлая, с высоким содержанием сероводорода (300ppm).

Проведен анализ работы Байтуганской УПН. Большое внимание в работе уделено проблемам очистки товарной нефти от содержащегося в нём сероводорода. Рассмотрены различные способы очистки нефти от сероводорода. Проведен выбор очистки нефти непосредственно для Байтуганской УПН. Показана технология процесса и оборудование блока очистки.

Подобранный состав нейтрализатора (поглотителя) сероводорода имеет ряд неоспоримых достоинств:

- позволяет очистить нефть от сероводорода;
- не ухудшаются параметры товарной нефти, т.к. органические вещества покидают нефть вместе с водой при обезвоживании;
- улучшается экологическая обстановка на УПН, так как газ вместе с водой отправляется на нагнетательную скважину, а затем в пласт для поддержания пластового давления ППД;

Достоинствами разработанного состава являются высокая эффективность нейтрализатора сероводорода, обладающего технологичностью, например, низкой температурой застывания, а также и

высокой реакционной и поглотительной способностью, обеспечивающей высокую степень очистки углеводородных (нефти, нефтепродуктов и углеводородных газов) и водных сред нейтрализатором. Кроме того, состав имеет слабое пенообразование, стабильность и низкую коррозионную активность, более дешевую стоимость состава и значительно уменьшит удельные энергозатраты.

Список используемых источников

1. Афанасьев С.В. Пожарная безопасность технологических процессов. Уч. пособие. Самара. Сам. научн. центр РАН, 2015. 520 с.
2. Афанасьев С.В., Шевченко Ю.Н., Сергеев С.П. Разработка эффективных способов переработки токсичных отходов этаноламинов, образующихся в производстве аммиака / Региональная научно-практическая конференция «Инновации и «зелёные» технологии», 29 ноября 2017.
3. Акульшин А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1989.
4. Гайле А. А. N-Метилпирролидон / Г. Д. Залищевский / Издательство: «Химиздат» /– Санкт-Петербург:– 2005.
5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2) ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НЕФТЬ / Общие технические условия / Crude petroleum. General specifications.,
6. Городнов В.П. Очистка нефти от сероводорода / В.П. Городнов, К.С. Каспарьянц, А.А. Петров // Нефтепромысловое дело. – 1972. – №7. – С. 31-34.
7. Григорян Л.Г. Гидродинамика, массо- и теплообмен при взаимодействии жидкости и газа на вертикальных контактных решетках колонных аппаратов / дис. докт. техн. наук: 05.17.08: / Григорян Л.Г./– Ленинград:–1986. – 333 с.
8. Глаголева, О.Ф. Технология переработки нефти. Часть первая. Первичная переработка нефти / Гюльмисарян Т.Г., Капустин В.М., Клокова Т.П., Кожевникова Ю.В., Масловская Е.А., Рогачев С.Г., Смирнова Л.А., Чернышева Е.А., Яушев Р.Г. / Издание: Химия – Москва: – 2006. – 400 с.

9. Еремина Л.Н. Вакуумирование концевой горячей сепаратора с помощью насосно-эжекторной установки / Л.Н. Еремина, К.Г. Донец, В.А. Бондарчук // Нефтепромысловое дело. — 1982. — №11*. С.25-26.
10. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. - М.: Недра. - 1986.
11. Игнатенков Ю.И. Теплообменная насадка с вертикальными решетками в колоннах ректификации и абсорбции / Ю.И. Игнатенков // Центр науки и образования «Нефть и газ» - Самара, 2009. — 35 с.
12. Коршак А. А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа. Учебное пособие / А.А. Коршак. - М.: Феникс, 2015. - 368 с.
13. Лесухин С.П. Интенсификация тепломассообменных процессов в технологии промышленной подготовки нефти на основе принципа газожидкостного взаимодействия на вертикальных контактных решётках / С.П. Лесухин / Дисс. д.т.н.,— Самара: —2000.
14. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Лутошкин Г. С.: Учеб. пособие для вузов. - М.: Недра.- 1977.
15. Масланов А.А. Предотвращение осложнений при добыче высокосернистой нефти: На примере НГДУ «ТатРИТЭКнефть»: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17.
16. Мавлютова М.З. Очистка нефтяного попутного газа от сероводорода на промыслах Урало-Поволжья / М.З. Мавлютова, Л.М. Мамбетова // Труды БашНИПИнефть.- Вып. 37. —Уфа: 1973. — С.110-115.
17. Медведев А.Д. Результаты испытаний реагента-нейтрализатора сернистых соединений на Жанажольском газоперерабатывающем заводе / А.Д. Медведев, М.М. Утегенов, Б.Б. Дусипов, С.С. Сабитов // Нефтяное хозяйство, — 2005. — № 12. — С.85-87.
18. Мурзагильдин З.Г. Опыт применения нейтрализаторов сероводорода на предприятиях АНК «Башнефть» / З.Г. Мурзагильдин, Ф.Д. Шайдуллин, И.З. Денисламов, Ф.М. Фархутдинов // Нефтепромысловое дело. — 2003. №4. — С.36-37.

19. Мухаметшин М.М. Современное состояние и перспективы применения методов борьбы с сероводородом / М.М. Мухаметшин, М.К. Баймухаметов, И.Ш. Гарифуллин, М.К. Рогачёв // Нефтяное хозяйство. – 2002. №4. - С.65-67.

20. Надейкин И.В. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СЕРОВОДОРОДА И ЛЁГКИХ МЕРКАПТАНОВ ПРИ АТМОСФЕРНОЙ ПЕРЕГОНКЕ НЕФТИ ЮРУБЧЕНО - ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ / Надейкин Иван Викторович / АВТОРЕФЕРАТ дисс. – Красноярск: – 2011.

21. Отчёт по экологическому аудиту «Блок очистки товарной нефти от сероводорода на Байтуганской УПН», Рег. №121 (22.09.08), Самара, 2008.

22. Пат. РФ 2561169, НЕЙТРАЛИЗАТОР (ПОГЛОТИТЕЛЬ) СЕРОВОДОРОДА И СПОСОБ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ / Волков Владимир Анатольевич (RU), Беликова Валентина Георгиевна (RU), Афанасьев Сергей Васильевич (RU), Махлай Сергей Владимирович (RU), Казачков Виктор Александрович (RU). Заявл. 06.05.2014, опубл. 27.08.2015.

23. Пат. РФ 2230095, Способ очистки нефти от сероводорода / Фахриев Ахматфаиль Магсумович (RU), Фахриев Рустем Ахматфаилович (RU). Заявл. 27.03.2003, опубл. 10.06.2004.

24. Пат. РФ 2223135, Способ очистки нефти от сероводорода / Вязовкин Евгений Степанович (RU), Сельский Борис Евсеевич (RU), Зайнагабдинов Чингиз Фахреевич (RU). Заявл. 13.06.2001, опубл. 10.02.2004

25. Пат. РФ 2452560 Регулярная насадка для тепло- и массообменных аппаратов / Бальчугов Алексей Валерьевич (RU), Васильев Артём Вениаминович (RU), Кузора Игорь Евгеньевич (RU). Заявл. 28.02.2001, опубл. 10.06.2012.

26. Пат. 2220756 Российская Федерация, МПК В 01D 19/00 Способ подготовки сероводородсодержащей нефти / Фахриев А.М., Фахриев Р.А.; опубл. 07.05.2002.

27. Пат. 2146693 Способ очистки нефти и/или газоконденсата от сероводорода / Фахриев Ахматфаиль Магсумович, Фахриев Рустем Ахматфаилович; опубл. 20.03.2000.

28. Пат. 2223135 Российская Федерация, МПК В 01D 19/00 Способ очистки нефти от сероводорода Текст. / заявитель и патентообладатель Вязовкин Е.С., Сельский Б.Е., Зайнагабдинов Ч.Ф.; опубл. 10.02.2004, Бюл. № 4.

29. Пат. 5346614 US, C 10G17/08. Removal of hydrogen sulfide from an oil-containing mixture having a continuous aqueous phase / R. C. Culver, G.D. Jungst. 1994.

30. Пат. 3250697 US Sweetening process using ammonia as catalyst / J. G. Walters, R. Tanura, R.E. Messinger. 1966.

31. Пат. 3151133 ФРГ, C10G27/12 Verfahren zur Beseitigung von H₂S aus Erdgas, Erdol und deren Gemischen. – 1983.

32. Пат. 1526739 Российская Федерация, МПК В 01D 19/00. Установка подготовки нефти / заявитель Кузин К.В., Лесухин С.П.; опубл. 04.11.87, Бюл. №45.

33. Пат. 2054298 Российская Федерация, МПК В 01D 19/00. Установка подготовки нефти / заявитель Персиянцев М.Н., Лесухин С.П.; патентообладатель Научно-внедренческая фирма «Грифон»; опубл. 20.02.96, Бюл. №5.

34. Персиянцев М.Н. Промышленные испытания технологии холодной стабилизации нефти методом отдувки / М.Н. Персиянцев; С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Позднышев // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №8. – С.41-44.

35. «Проект доработки Арланского нефтяного месторождения». Договор № 3261. Книга 12.

36. Позднышев Г.Н. Эксплуатация залежей и подготовка нефти с повышенным содержанием сероводорода / Г. Н. Позднышев, Т. П. Миронов, А. Г. Соколов, В. М. Глазова, С. П. Лесухин, В. Г. Янин //Обзор, информ.

Сер. Нефтепромысловое дело. — М: ВНИИОЭНГ. —1984. — Вып. 16(88). — 84с.

37. Попадин Н.В. / НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДА В ОСТАТОЧНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ТОПЛИВАХ / Попадин Николай Владимирович, Нурахмедова Александра Фаритовна, Прохоров Евгений Михайлович, Тараканов Геннадий Васильевич // Вестник Астраханского государственного технического университета .— 2014 .— №2.— С. 32-42.

38. Проект дооборудования Байтуганской УПН ООО «БайТекс» блоком очистки нефти от сероводорода. Принят 16.05.2010.

39. РД 153-39.0-687-10 Инструкция по применению технологий удаления сероводорода из товарных нефтей; Введ. 01.01.2010 – Бугульма: ОАО «Татнефть ». –2010. – 24 с.

40. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб.пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014 – 127 с.

41. Сахабутдинов Р.З. Состояние и решение проблемы очистки товарных нефтей от сероводорода на объектах ОАО «Татнефть» / Р.З. Сахабутдинов, А.Н. Шаталов, Р.М. Гарифуллин // Альметьевск: Татнефть, корпоративная библиотека. С420-426.

42. Сахабутдинов Р.З. Технологические процессы нейтрализации сероводорода в нефти и газе при разработке месторождений Татарии / дис. канд. техн. наук. – Бугульма:– 1985. –139 с.

43. Технологический регламент по блоку очистки нефти от сероводорода на Байтуганской УПН ООО «БайТекс». Принят 19.08.2008.

44. Технологическая схема разработки Байтуганского месторождения, том 1. – Самара: – ООО «БайТекс». – 2010.

45. Технологии очистки нефти от сероводорода / Р. З. Сахабутдинов [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2008. –С. 82-85.

46. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В.П. Тронов. Казань: – ФЭН, –2002. – 407 с.
47. Теляшев Гумер Раисович / Промысловая очистка нефти от легких меркаптанов ректификацией: диссертация кандидата технических наук: 05.17.07 / Теляшев Гумер Раисович. –Уфа, 2011. – 164 с.
48. Фахриев А.М. Применение ингибированного абсорбента для очистки газов от сероводорода / А.М. Фахриев, И. М. Новосельский, В.Л. Ярхунов и др: //Химия и технология топлив и масел. –1989. №7. – С. 14-16.
49. Черножуков, Н.И. Химия нефти и нефтяных газов / Н.И. Черножуков, Г.Н. Обрядчиков // М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. – 1946. – 251 с.
50. Черножуков, П.И. Технология переработки нефти и газа / П.И. Черножуков. М.: Химия, 1985. – 427 с.
51. Шайдуллин Ф.Д. Применение нейтрализаторов, сероводорода на объектах нефтедобычи АНК «Башнефть» / Ф.Д. Шайдуллин, И.З. Денисламов, Г.Ш. Исланова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №3. – С.108-109.
52. Шипилов Д.Д. Совершенствование технологии очистки нефти от сероводорода на промысловых объектах / Дисс. канд. техн. Наук: защищена 10.11.11; утв. 11.03.12. / Шипилов Дмитрий Дмитриевич. Бугульма: – 2012. – 160 с.
53. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова. — М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013 — 508 с.
54. Ramalingam Anantharaj, Tamal Banerjee Physiochemical Properties of Hydrodenitrification and Hydrodesulphurization Inhibiting Compounds with 1-Ethyl-3-Methylimidazolium Ethylsulphate at $T = (298.15 \text{ to } 323.15) \text{ K}$ and $p=1 \text{ Bar}$ / 2011.

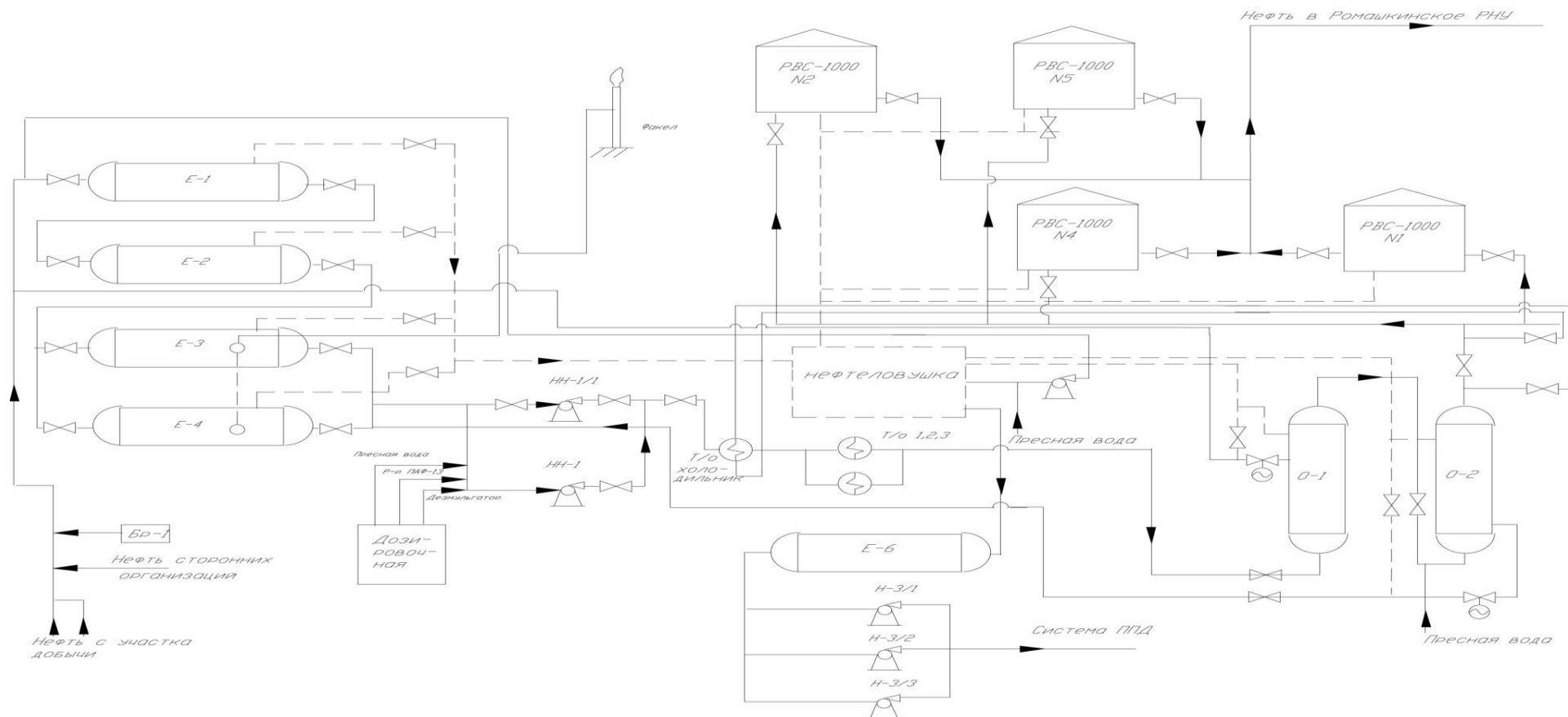
55. T.M.Elshiekh, H.A.Elmawgoud, S.A.Khalil, A.M.Alsabagh Optimum injection dose rate of hydrogen sulfide scavenger for treatment of petroleum crude oil / 2016.

56. H.A.Elmawgouda, T.M.Elshiekha, S.A.Khalila, A.M.Alsabagh Mamoun Tawfik Modeling of hydrogen sulfide removal from Petroleum production facilities using H₂S scavenger / 2015.

57. Hochgesand, G. Rectisol and purisol // Ind. a. Eng. Chem. – 1970. – v.62. – p.37-43.83" Kutsher, G.S. Now-Sour-gas scrubbing by the solvent process / G.S Kutsher, G.A. Smith and P.A. Greene // Oil and Gas. 1967. - p.116-118.

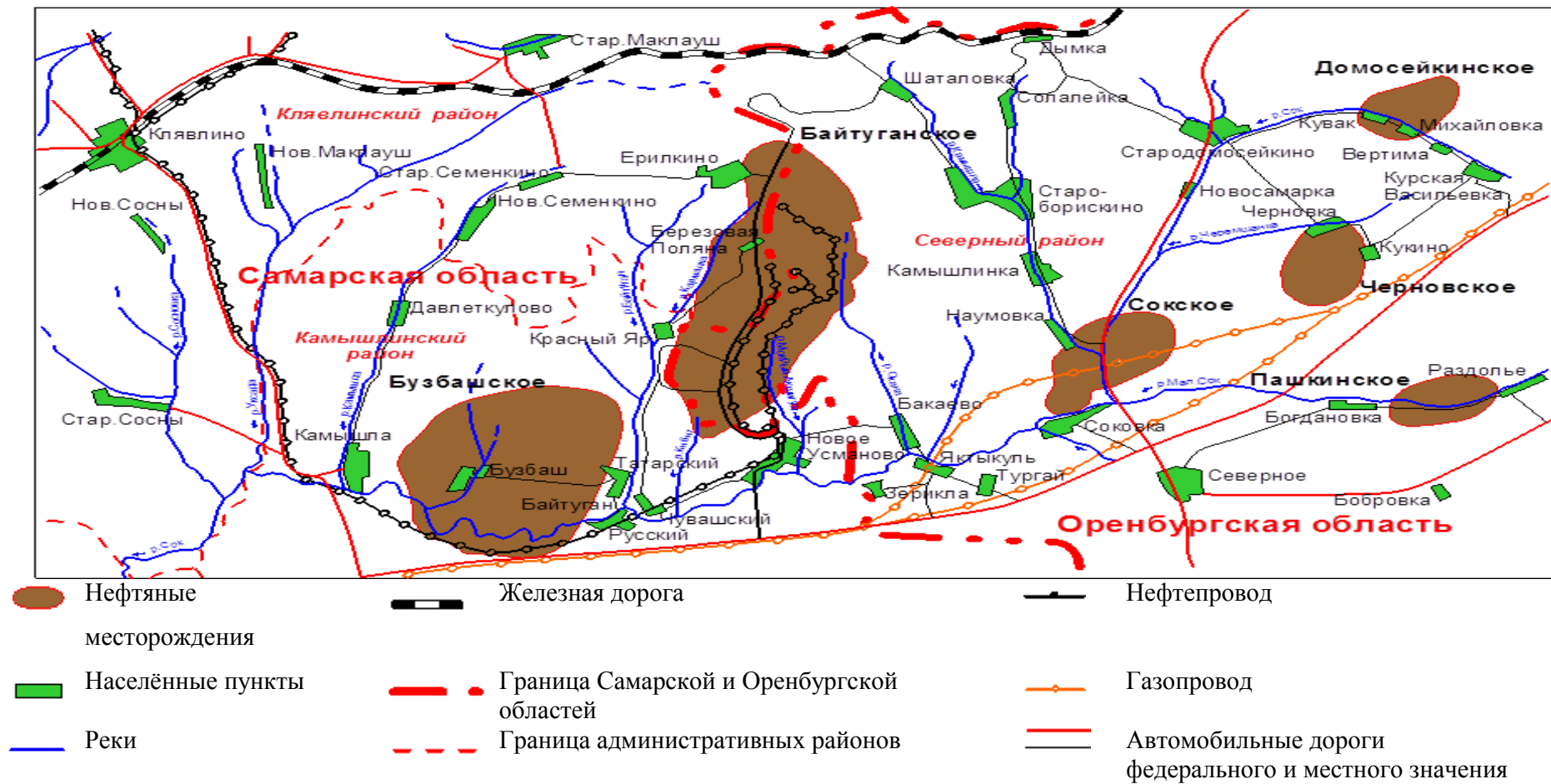
Приложение А

Принципиальная технологическая схема Байтуганской УПН



Приложение Б

Обзорная карта района Байтуганского месторождения



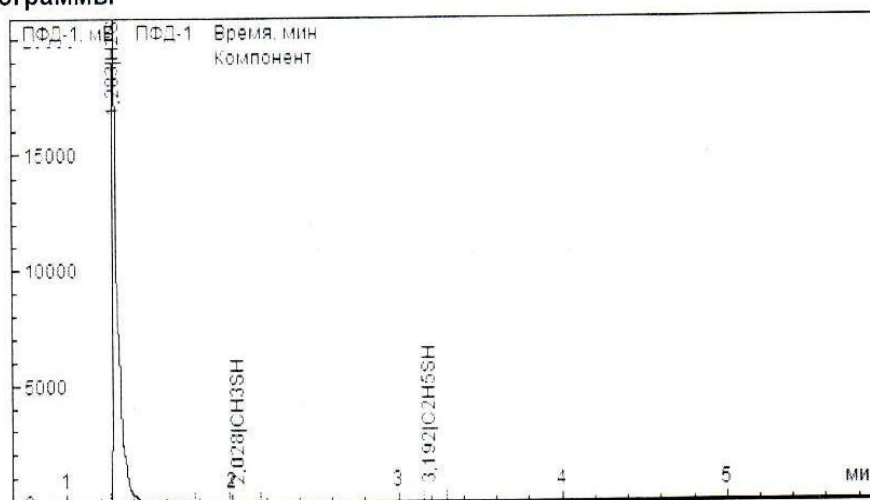
Приложение В

Результаты эксперимента

Расчет по компонентам

Время, мин	Компонент	Площадь	Высота	Концентрация	Ед. концентрации	Отн. размах	Количество
3.212	C2H5SH	2.861	0.717	1.93	нг	3.009	2
2.049	CH3SH	2.912	0.684	1.13	нг	3.656	2
1.304	H2S	44423.232	23854.576	81.13	нг	6.344	2

Хроматограммы



Расчет по компонентам

Время, мин	Компонент	Площадь	Высота	Концентрация	Ед. концентрации	Отн. размах	Количество
3.237	C2H5SH	16.755	3.020	4.91	нг	8.885	2
2.069	CH3SH	10.299	2.330	2.17	нг	9.716	2
1.330	H2S	162874.758	70209.097	169.78	нг	9.595	2

Хроматограммы

